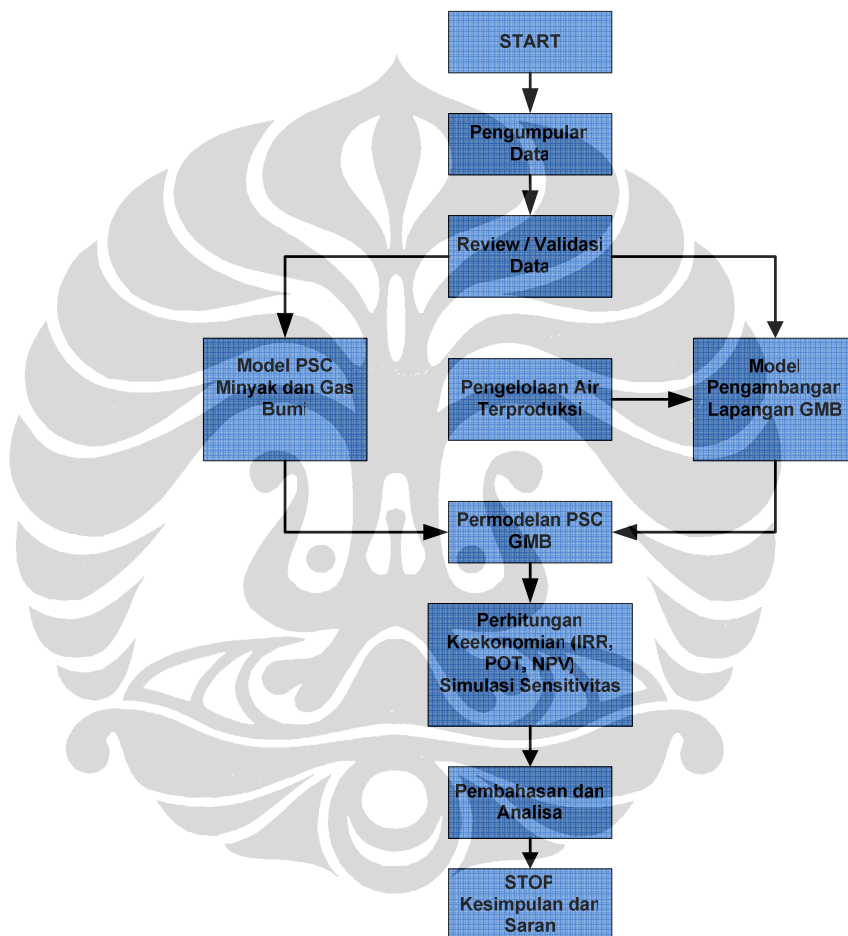


BAB 3 METODE PENELITIAN

Dari latar belakang, perumusan masalah, tujuan penelitian dan batasan masalah yang telah diuraikan pada bab sebelumnya, maka dapat disusun metode dan langkah kerja yang akan dilakukan dalam penelitian ini. Skema prosedur penelitian yang akan dilakukan dapat dilihat pada Gambar 3.1. dengan tahapan sebagaimana di bawah ini.



Gambar 3.1. Skema Prosedur Penelitian Perhitungan Keekonomian Pengusahaan Gas Metana-B dengan Memperhatikan Aspek Pengelolaan Air Terproduksi

a. Pengumpulan Data

Melakukan pengumpulan data-data hasil dewatering dan simulasi produksi, parameter biaya yang diperkirakan sebelumnya dan dievaluasi kembali pada proyek skala *pilot* (percobaan), model kontrak bagi hasil minyak dan gas bumi

yang telah dimodifikasi (*PSC Modified*) dengan mempertimbangkan aspek pengelolaan air terproduksi. Data-data dalam penelitian ini adalah pengembangan lapangan Gas Metana-B di Sumatera Selatan dan di wilayah Kalimantan Timur. Dengan mempertimbangkan karakteristik reservoir batubara dan aspek-aspek umum pada gas konvensional (yang bisa dianggap sama pada operasi Gas Metana-B), anggapan pola pengembangan (pilot, produksi, dan lain-lain) tersebut dapat diaplikasikan dalam penentuan parameter-parameter biaya pengembangannya. Parameter-parameter biaya pengembangan tersebut meliputi:

1. Jumlah sumur yang dibor

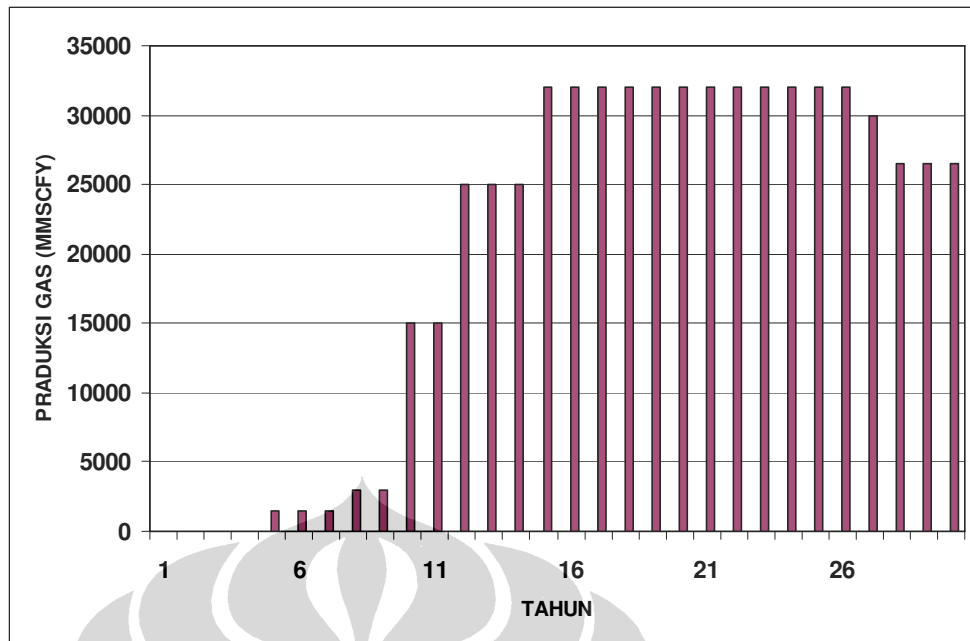
Pada perencanaan 370 sumur akan dibor dalam dua tahap (tahap percobaan dan tahap pengembangan). Pada tahap percobaan, 5 sumur akan dibor. Data-data yang diperoleh dari sumur-sumur percobaan akan digunakan untuk pola pengembangan. Skala percobaan untuk mencari data cadangan batubara, *gas content*, saturasi reservoir dan permeabilitas reservoir untuk pengembangan lapangan sehingga pada tahap selanjutnya akan mencapai produksi gas yang optimum.

Pada tahap pengembangan meliputi perluasan daerah pengembangan dengan membor sumur pengembangan tambahan. Tujuan utama dari tahap ini adalah untuk mempertahankan tingkat produksi selama waktu kontrak.

Penilaian keekonomian pengembangan Gas Metana-B pada dasarnya memiliki metode yang sama dengan penilaian keekonomian gas konvensional, walaupun data-data sebagai *input variables* tentunya berbeda. Pada penulisan ini yaitu kajian keekonomian, maka titik tolak penelitian dimulai langsung kepada data-data perkiraan produksi gas tahunan dan kumulatif gas serta data produksi air.

2. Produksi gas tahunan

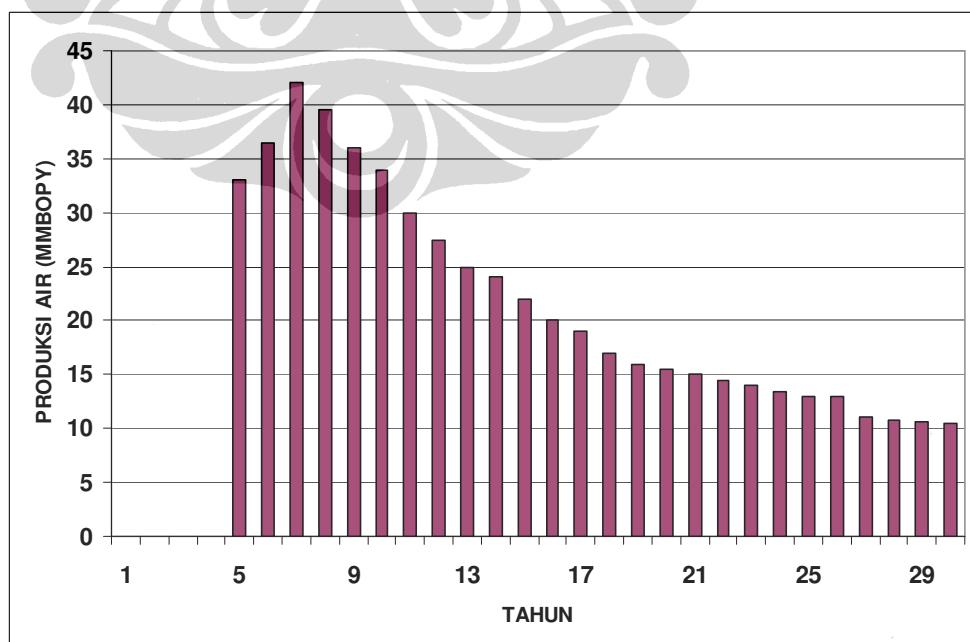
Produksi gas tahunan tahunan diperkirakan berdasarkan kajian simulasi reservoir dapat digambarkan sebagaimana pada Gambar 3.2. Gas mulai diproduksi pada tahun ke 5, kemudian meningkat dan produksi flat sampai tahun ke 26, kemudian menurun. Profil perkiraan produksi dapat dilihat pada grafik gambar berikut :



Gambar 3.2. Grafik perkiraan produksi gas tahunan (MMSCFY) [19]

3. Produksi air tahunan

Produksi gas tahunan tahunan diperkirakan berdasarkan kajian simulasi reservoir dapat digambarkan sebagaimana pada Gambar 3.3. Seiring dengan mulai berproduksinya air hasil *dewatering*, maka gas mulai berproduksi meskipun kecil. Kebalikan dari produksi gas, air yang diproduksi awalnya cukup besar dan kemudian menurun secara bertahap.



Gambar 3.3. Grafik perkiraan produksi air tahunan (MMBOPY) [19]

4. Fasilitas produksi

Untuk mendukung operasi lapangan yang efisien, perencanaan fasilitas produksi menggunakan sistem kluster dimana pada setiap luasan 4 km persegi akan dibangun sebuah stasiun pengumpul sebagai fasilitas produksi untuk memproses gas dan air terproduksi dari 15 sumur, fasilitas produksi terdiri dari:

- Fasilitas Sumur

Sistem produksi sumur terdiri dari pompa tipe *PCP screw* yang digerakan oleh motor listrik yang dipasang di permukaan untuk memproduksi air dari tubing dan gas dari annulus. Jenis pompa dipilih dengan alasan : (a) selang kapasitas yang besar, (b) jenis *intermittent*, (c) tahan terhadap gas konsentrasi tinggi dan serpihan batubara dan (d) lebih murah dibandingkan lainnya.

- Jaringan Pipa

Fasilitas *flowline* dipasang untuk mengalirkan gas dan air dari sumur menuju stasiun pengumpul. Untuk *flowline* gas menggunakan bahan carbon steel sedangkan untuk *flowline* air menggunakan *polyethylene* (PE) sebab bertekanan rendah sehingga biaya investasi dan operasinya akan lebih lebih murah. *Trunkline* dibangun untuk mengalirkan gas dari stasiun pengumpul menuju stasiun utama.

- Stasiun Pengumpul dan Stasiun Utama

Stasiun pengumpul menggunakan sistem kluster untuk memproses gas dan air dari 15 sumur. Fasilitas stasiun pengumpul terdiri dari; separator untuk memisahkan gas dengan air, gas kompresor untuk mengkompresi gas sebesar 5-10 MMSCFD dengan tekanan masukan sebesar 15 psig dan tekanan keluaran 150 psig dan pengolahan air terproduksi. Gas dari stasiun pengumpul selanjutnya akan diproses di stasiun utama dimana terdapat gas kompresor dengan kapasitas 30-40 MMSCFD dengan tekanan masukan sebesar 150 psig dan tekanan keluaran 450 psig dan gas dehydration unit untuk memisahkan kandungan air dari gas pada kondisi jenuh.

- Pengolahan Air Terproduksi

Pengolahan air terproduksi yang digunakan pada pada tesis ini adalah *Surface Discharge, Infiltration Impoundments, Shallow Re-injection* dan *Reverse Osmosis*.

5. Biaya Investasi Proyek (Capex)

Kedalaman target Gas Metana-B pada 1968 feet sampai dengan 2789 feet [11] lebih dangkal bila dibandingkan dengan sumur gas konvensional. Sementara itu, biaya kompresi dan bahan bakar pembangkit diperkirakan mencapai sekitar 7-13 % dari total volume produksi kotor, dengan "rincian hilang" yaitu 5% untuk pembangkit dan 2-8 % karena adanya kompresi/pemanfaatan gas, sehingga total volume Gas Metana-B yang dapat dijual hanya sekitar 87-93 %. Sedangkan biaya transportasi dan distribusi merupakan fungsi dari volume penyaluran atau harga gas dan jarak, sehingga biaya yang harus ditanggung oleh konsumen akhir (*end user*) adalah penjumlahan harga gas di "kepala sumur" ditambah dengan biaya transportasi dan biaya distribusi (tergantung dari jenis pasar dan volume penyaluran/harga gas).

Investasi proyek mulai tahun ke-1 sampai dengan tahun ke-23 terdiri dari biaya pemboran dan fasilitas terkait, pipa alir, kompresor tekanan rendah, peralatan produksi sistem kompresi penjualan gas dan pengolahan air terproduksi seperti diuraikan pada tabel Tabel 3.1.

Asumsi parameter-parameter biaya tersebut adalah sebagai berikut :

- Sumur dan perlengkapannya
 - Biaya pengeboran sumur menggunakan harga satuan US\$ 500/ft, mencakup biaya untuk pemboran, material, penyelesaian, *coring*, analisis core dan *coring* dan perekahan. Biaya satuan terdiri atas; US\$ 200/ft biaya *tangible* dan US\$ 300/ft biaya *intangible* [18]. Asumsi kedalaman pemboran rata-rata adalah 2000 ft.
 - Biaya lokasi sumur dan perlengkapannya diperkirakan sebesar US\$ 425.000 dan US\$ 490,000 per sumur terdiri dari komponen-komponen berikut :
 - Biaya jalan akses dan lokasi per sumur rata-rata US\$ 100,000. [19]
 - *Flow line* menggunakan pipa carbonstel 3" panjang rata-rata 1000 meter dengan harga satuan US\$ 15/inch/meter, persumur dibutuhkan biaya US\$ 45,000 (*tangible* sebesar US\$ 20,000 dan *intangible* sebesar US\$ 25,000). [7]
 - Biaya pompa *PCP* sebesar US\$ 100,000 per sumur. [19]

Tabel 3.1. Biaya Investasi Proyek

Tahun Ke	Jumlah sumur dibor	Uraian Kegiatan
1	4	Drilling, 3 core hole & 1 exploration well
2	1	Drilling Facilities for Pilot Project
3		Dewatering, prod. testing, gas market study, POD
4	4	Drilling, 4 Satelit station, Flowline
5	37	Drilling, 4 Satelit station, Flowline, Central Station, 1 Trunkline
6	36	Drilling, 4 Satelit station, Flowline, 1 Trunkline
7	36	Drilling, 4 Satelit station, Flowline, 1 Trunkline
8	36	Drilling, 4 Satelit station, Flowline, 1 Trunkline
9	36	Drilling, 3 Satelit station, Flowline,
10	24	Drilling, 2 Satelit station, Flowline
11	18	Drilling & Flowline
12	18	Drilling & Flowline
13	18	Drilling & Flowline
14	12	Drilling & Flowline
15	12	Drilling & Flowline
16	12	Drilling & Flowline
17	10	Drilling & Flowline
18	10	Drilling & Flowline
19	10	Drilling & Flowline
20	10	Drilling & Flowline
21	10	Drilling & Flowline
22	8	Drilling & Flowline
23	8	Drilling & Flowline

- Sumur dan perlengkapannya

Pengumpulan gas bertekanan rendah terdiri dari gas kompresor dan separator untuk pemisahan gas-air dengan kapasitas setiap stasiun 5 MMSCFD sebesar US\$ 2,000,000. [11]

- Gathering Line

Gathering line untuk menyalurkan gas dari stasiun pengumpul ke stasiun utama menggunakan pipa *carbon steel* dengan diameter 6" panjang – @ 5 km,

dengan asumsi biaya US\$ 20/inc/m maka total investasi untuk satu unit gathering line sebesar US\$ 500,000. [7]

- Pengolahan Air Terproduksi

Investasi dan biaya operasi untuk masing-masing metoda pengolahan air terproduksi dapat dilihat pada Tabel 2.2.

- Stasiun Utama

Biaya investasi untuk stasiun utama dibutuhkan sebesar US \$ 25,000,000, biaya tersebut sudah termasuk gas kompresor dan gas dehydration unit. [11]

Sistem akuntansi Kontrak Kerja Sama (KKS) digunakan untuk menentukan biaya proyek *tangible* dan *intangible* dan jadwal depresiasi untuk biaya *tangible*. Adapun uraian biaya investasi dapat dilihat pada Tabel 3.2.

Tabel 3.2. Uraian Biaya Investasi

Uraian	Harga Satuan (M US\$)		Jumlah Satuan	Biaya (M US\$)		TOTAL BIAYA (M US\$)
	Tangible	Intangible		Tangible	Intangible	
Sumur						
Lahan dan Persiapan		100	370	-	37.000	37.000
Pengeboran	280	420	370	103.600	155.400	259.000
Flowline	27	18	370	9.990	6.660	16.650
Pompa	80	20	370	29.600	7.400	37.000
Satelite Station	1.500	1.000	26	39.000	26.000	65.000
Gathering Line	360	240	4	1.440	960	2.400
Central Station	15.000	10.000	1	15.000	10.000	25.000
			<i>Sub-Total</i>	198.630	243.420	442.050
Pengolahan Air						
Water Flowline	9	6	370	3.330	2.220	5.550
Surface Discharge		2	370	-	555	555
Infiltration Inpounmends		21	370	-	7.733	7.733
Re-injection	22	15	370	8.081	5.387	13.468
Reverse osmosis	50	22	370	18.648	7.992	26.640

6. Biaya Operasi (Opex)

Biaya operasional untuk pengelolaan lapangan Gas Metana-B menggunakan asumsi sebesar US\$ 1/MMBTU dengan eskalasi 1% tiap tahun. Asumsi biaya tersebut adalah untuk *overhead*, personil, *utility* dan perbaikan sumur.

7. Ketentuan dan Syarat

- Ketentuan dan Syarat untuk Kasus I (Blok di Sumatera)

Ketentuan dan syarat serta parameter untuk melakukan analisis ekonomi :

- First Tranche Petroleum (FTP)* = 5 % (dibagi untuk pemerintah & kontraktor)
- Cost Recovery Ceiling* = 100 % untuk tahun 1 s/d 5
90% untuk tahun 6 s/d akhir kontrak

- iii. *Split* (bagi hasil pemerintah : kontraktor) = 55 : 45 (setelah pajak)
- iv. Pajak Perusahaan (*Tax*) = 44 %
- v. Jumlah produksi gas dan air seperti Gambar 3.1. dan Gambar 3.2.
- vi. Harga gas di kepala sumur untuk domestik di Sumatera saat ini sebesar US\$ 5.74 /MMBTU dengan eskalasi harga pertahun sebesar 1%.
- vii. Pajak air terproduksi 20% dengan nilai jual air terproduksi seperti pada Tabel 3.3.

- Ketentuan dan Syarat untuk Kasus II (Blok di Sumatera)

Ketentuan dan syarat serta parameter untuk melakukan analisis ekonomi:

- i. *FTP* = 10 % (hanya untuk pemerintah/tidak dibagi)
- ii. *Cost Recovery Ceiling* = 90 % untuk tahun 1 s/d akhir kontrak,
- iii. *Split* (bagi hasil pemerintah : kontraktor) = 55 : 45 (setelah pajak)
- iv. Pajak Perusahaan (*Tax*) = 44 %
- v. Jumlah produksi gas dan air seperti Gambar 3.1. dan Gambar 3.2.
- vi. Harga gas di kepala sumur untuk domestik di Sumatera saat ini sebesar US\$ 5.74 /MMBTU dengan eskalasi harga pertahun sebesar 1%.
- vii. Pajak air terproduksi 20% dengan nilai jual air terproduksi seperti pada Tabel 3.3.

- Ketentuan dan Syarat untuk Kasus III (Blok di Kalimantan)

Ketentuan dan syarat serta parameter untuk melakukan analisis ekonomi:

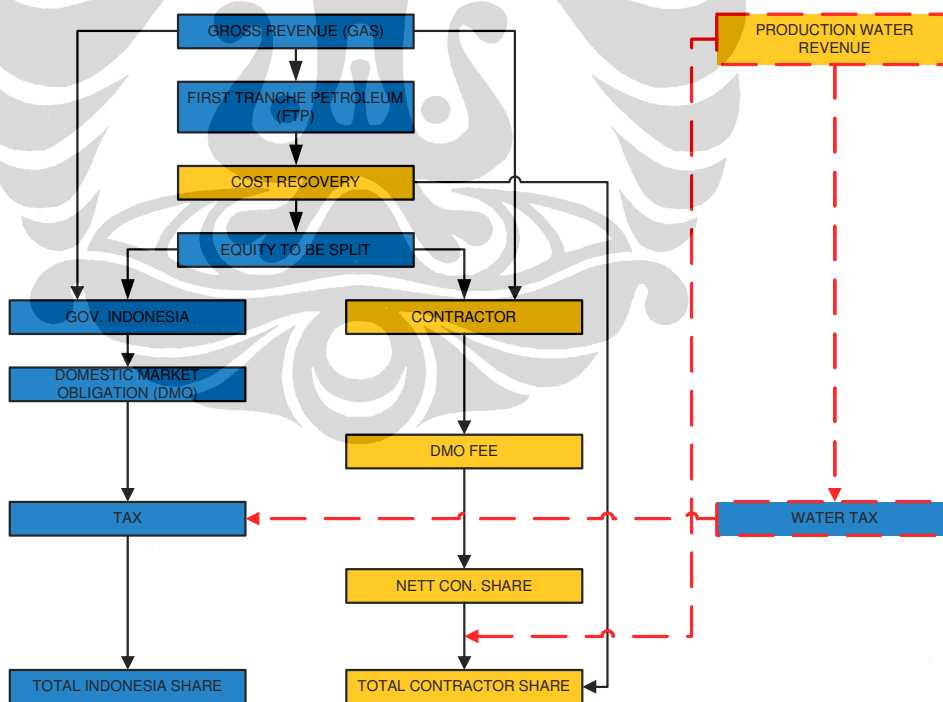
- i. *FTP* = 10 % (hanya untuk pemerintah/tidak dibagi)
- ii. *Cost Recovery Ceiling* = 90 % untuk tahun 1 s/d akhir kontrak,
- iii. *Split* (bagi hasil pemerintah : kontraktor) = 60 : 40 (setelah pajak)
- iv. Pajak Perusahaan (*Tax*) = 44 %
- v. Jumlah produksi gas dan air seperti Gambar 3.1. dan Gambar 3.2.
- vi. Harga gas di kepala sumur untuk domestik di Sumatera saat ini sebesar US\$ 5.74 /MMBTU dengan eskalasi harga pertahun sebesar 1%.
- vii. Pajak air terproduksi 20% dengan nilai jual air terproduksi seperti pada Tabel 3.3.

Selanjutnya parameter-parameter tersebut digunakan sebagai masukan dalam perhitungan keekonomian dengan model kontrak *PSC* termodifikasi.

Tabel 3.3. Pemanfaatan Komersial Air Terproduksi

PENGOLAHAN AIR	NILAI JUAL AIR UNTUK PAJAK AIR (US \$ /BBLs)	PEMANFAATAN KOMERSIAL	PENDAPATAN TAMBAHAN DARI AIR
<i>Surface Discharge</i>	0.01	IRIGASI PERTANIAN	ADA
<i>Infiltration Impoundments</i>	0.01	---	TIDAK ADA
<i>Shallow Re-injection</i>	0.01	EOR	ADA
<i>Reverse Osmosis</i>	0.05	PASOKAN AIR MINUM	ADA

- b. Melakukan telaah kembali (review) data tersebut di atas, kemudian menentukan produksi dan parameter biaya pengembangannya.
 - c. Melakukan modifikasi model minyak dan gas bumi sesuai dengan ketentuan dan syarat yang telah ditetapkan pada perusahaan Gas Metana-B, dengan memvariasikan biaya pengelolaan air terproduksi serta harga jual air tersebut.
- Evaluasi keekonomian ini bertujuan untuk mengetahui kelayakan dari pengembangan Gas Metana-B sesuai dengan Kontrak Bagi Hasil yang dimodifikasi dengan memasukkan air terproduksi sebagai aset yang ekonomis sehingga dapat dikenakan pajak atas air yang terproduksi, seperti pada Gambar 3.4.



Gambar 3.4. Diagram Pembagian Produksi Gas Metana-B dengan memasukkan aspek Air Terproduksi

- d. Melakukan kajian keekonomian perusahaan lapangan Gas Metana-B antara lain meliputi perhitungan keekonomian berdasarkan hasil analisis produksi, parameter-parameter biaya dan model kontrak yang digunakan yaitu *PSC* yang telah memasukkan faktor pengelolaan air terproduksi. Parameter keekonomian yang ditinjau dalam hal ini meliputi IRR (Internal Rate of Return), NPV (Net Present Value), dan POT (Pay Out Time);

1. *Net Present Value* (NPV)

Net Present Value suatu Proyek dapat didefinisikan sebagai suatu jumlah aljabar dari nilai diskonto (*discount rate*) cash flow selama umur Proyek. NPV juga menunjukkan nilai absolut *earning power* dari modal yang diinvestasikan pada proyek, yaitu total pendapatan (*revenue*) dikurangi total biaya selama proyek. NPV positif menunjukkan proyek layak. Dapat dipahami bahwa makin besar *discount rate* yang dipakai, makin kecil NPV yang diperoleh.

2. *Internal Rate of Return* (IRR)

IRR adalah metode tingkat pengembalian (*rate of return*) yang paling luas digunakan untuk menjalankan analisis ekonomi teknik. *Internal Rate Of Return* (IRR) menunjukkan nilai relative *earning power* dari modal yang diinvestasikan di proyek, yaitu *discount rate* yang menyebabkan NPV berharga nol. Untuk harga *discount rate* sebesar IRR maka harga NPV sama dengan nol, artinya pendapat dari Proyek akan dapat mengembalikan modal dan memberikan imbalan dengan tingkat sebesar IRR, tanpa untuk maupun rugi.

Dari definisi tersebut, maka dapat diartikan bahwa IRR adalah “rate” maksimum pada mana kita masih dapat memberikan imbalan terhadap investasi yang ditanam tanpa mengakibatkan kerugian. Besaran IRR dibandingkan dengan *Minimum Attractive Rate Of Return* (MARR) untuk menentukan kelayakan sebuah proyek.

MARR adalah *return minimum* yang ditetapkan perusahaan untuk memutuskan kelayakan proyek. Pemerintah pada umumnya menggunakan bunga pinjaman sebagai *MARR*. Jika IRR lebih besar dari *MARR* maka proyek layak dijalankan dari segi keekonomian.

3. *Pay Out Time* (POT)

Indikator *Pay Out Time* (POT) ini sering disebut juga dengan *Pay Out Period* atau *Pay Back Period* yang secara sederhana dapat diartikan sebagai

waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan investasi yang ditanam. Investasi yang ditanam dapat diartikan sudah kembali apabila kumulatif pendapatan telah lebih besar dari kumulatif pengeluaran.

- e. Membuat analisis sensitivitas dari IRR dan NPV terhadap perubahan jumlah air terproduksi, harga air dan pajak terhadap air. Biaya investasi untuk analisa sensitivitas tetap sebab dalam desain, kapasitas fasilitas sudah dihitung batas maksimum dan minimum. Demikian pula dengan produksi gas dimana untuk analisa sensitivitas besarnya tetap karena jumlah produksi air sangat terpengaruh oleh kondisi lingkungan sekitar sedangkan produksi gas tergantung pada karakteristik batubara.
- f. Melakukan analisis hasil perhitungan dan analisis hasil sensitivitas perhitungan keekonomian.
- g. Membuat kesimpulan dan saran.

